

УДК 621.311.07(075.8)

Кириленко Олександр Васильович, д-р техн. наук, проф., академік НАН України, директор Інституту електродинаміки НАН України. Інститут електродинаміки НАН України, м. Київ, Україна, пр. Перемоги, 56, м. Київ, Україна, 03680. тел. +38-044-366-2450. E-mail: Kyrylenko@ied.org.ua

Павловський Всеволод Віталійович, д-р техн. наук, пров. наук. співроб. Інститут електродинаміки НАН України, м. Київ, Україна, пр. Перемоги, 56, м. Київ, Україна, 03680. тел. +38-044-366-2417. E-mail: vsevolod_pavlovsky@yahoo.com

Стелюк Антон Олегович, канд. техн. наук, старш. наук. співроб. Інститут електродинаміки НАН України, м. Київ, Україна, пр. Перемоги, 56, м. Київ, Україна, 03680. тел. +38-044-366-2455. E-mail: astelyuk@gmail.com

МОДЕЛЮВАННЯ РОБОТИ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ З УРАХУВАННЯМ ДИНАМІКИ ГРУПОВИХ РЕГУЛЯТОРІВ СТАНЦІЙ

Запропоновано комплексну модель системи автоматичного регулювання частоти та потужності об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України, в якій враховані її системний, станційний та агрегатний рівні керування. Наведено результати моделювання динамічних режимів в енергооб'єднанні Єдиної енергетичної системи Росії, ОЕС України та Білорусі у випадку вимкнення турбогенератора.

Ключові слова: об'єднана енергосистема, частота, перетік активної потужності, сальдо перетоків, моделювання.

Кириленко Александр Васильевич, д-р техн. наук, проф., академик НАН Украины, директор Института электродинамики НАН Украины. Институт электродинамики НАН Украины, г. Киев, Украина, пр. Победы, 56, г. Киев, Украина, 03680. тел. +38-044-366-2450. E-mail: Kyrylenko@ied.org.ua

Павловский Всеволод Витальевич, д-р техн. наук, вед. науч. сотр. Институт электродинамики НАН Украины, г. Киев, Украина, пр. Победы, 56, г. Киев, Украина, 03680. тел. +38-044-366-2417. E-mail: vsevolod_pavlovsky@yahoo.com

Стелюк Антон Олегович, канд. техн. наук, ст. науч. сотр. Институт электродинамики НАН Украины, г. Киев, Украина, пр. Победы, 56, г. Киев, Украина, 03680. тел. +38-044-366-2455. E-mail: astelyuk@gmail.com

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ С УЧЕТОМ ДИНАМИКИ ГРУППОВЫХ РЕГУЛЯТОРОВ СТАНЦИЙ

Предложена комплексная модель системы автоматического регулирования частоты и мощности объединенной энергосистемы (ОЭС) Украины, в которой учтены ее системный, станционный и агрегатный уровни управления. Приведены результаты моделирования динамических режимов в энергообъединении Единой энергетической системы России, ОЭС Украины и Беларуси в случае отключения турбогенератора.

Ключевые слова: объединенная энергосистема, частота, переток активной мощности, сальдо перетоков, моделирование.

Kirilenko Aleksandr Vasilyevich, Dr. Eng. Sc., Prof., Mem. NASU, head of Institute of Electrodynamics, Kyiv, Ukraine, Peremohy ave., 56, Kyiv, Ukraine, 03680. tel. +38-044-366-2450. E-mail: Kyrylenko@ied.org.ua

Pavlovsky Vsevolod Vitalyevich, Dr. Eng. Sc., LRF, Kyiv, Ukraine, Peremohy ave., 56, Kyiv, Ukraine, 03680. tel. +38-044-366-2417. E-mail: vsevolod_pavlovsky@yahoo.com

Steliuk Anton Olegovich, Cand. Eng. Sc., SRF, Kyiv, Ukraine, Peremohy ave., 56, Kyiv, Ukraine, 03680. tel. +38-044-366-2455. E-mail: astelyuk@gmail.com

AUTOMATIC GENERATION CONTROL SIMULATION CONSIDERING THE DYNAMICS OF THE POWER PLANT CONTROLLER

The detailed model of automatic generation control of interconnected power system (IPS) of Ukraine considering the system, power plant and aggregate control levels has been proposed. The simulation results are presented in case of the synchronous operation of Unified power system of Russia, IPS of Ukraine and Belarus in the event of the generating unit disconnection.

Keywords: interconnected power system, frequency, power flow, net interchange power, simulation.

Постановка проблеми

Забезпечення якості регулювання частоти та активної потужності є одним з важливих завдань диспетчерського керування режимами енергосистем (ЕС). Актуальність цієї задачі обумовлена низкою чинників [4]. По-перше, збільшення частки електростанцій на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ) в структурі генеруючих потужностей об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України [5], серед іншого, потребує забезпечення керованості цих

електростанцій відповідно до поточного режиму ЕС; залучення до складу системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОЕС України теплових (ТЕС) та гідравлічних електростанцій (ГЕС), що дозволить покрити небаланс активної потужності, спричинений змінною генерацією ВДЕ, збільшити резерви первинного та вторинного регулювання, здійснити їх оптимальний перерозподіл між регулювальними станціями тощо. По-друге, можливе входження України до енергетичного простору країн Центральної та Західної Європи ENTSO-E (ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity) посилює вимоги до регулювання частоти відповідно до тих, які діють в ENTSO-E [1, 2]. По-третє, введення в експлуатацію двох енергоблоків на Хмельницький атомній електростанції та шести гідроагрегатів на Дністровській гідроакумулюючій станції призведе до зміни графіку навантаження ОЕС України, зокрема, сальдо перетоків активної потужності з ЕС сусідніх країн, що також обумовлює необхідність удосконалення первинного та вторинного регулювання частоти. В таких умовах функції та склад САРЧП будуть розширені, що потребує режимної проробки та відповідного моделювання процесів автоматичного регулювання частоти та потужності.

Необхідно зазначити, що на поточний час організація регулювання частоти в ОЕС України є незадовільною. Так, первинне регулювання частоти здійснюється зміною потужності споживачів внаслідок регулювального ефекту навантаження. У вторинному регулюванні частоти бере участь лише Дніпровська ГЕС-1, регулювальний діапазон якої складає 432 МВт. Це також не відповідає вимозі в частині забезпечення необхідного резерву вторинного регулювання, який повинен підтримуватись на рівні потужності генерації найбільшого енергоблоку в ОЕС України [6]. Таким чином, приведення показників якості первинного та вторинного регулювання відповідно до вітчизняних та європейських вимог [1, 2, 6] потребує додаткового залучення до складу САРЧП ОЕС України регулювальних ГЕС та ТЕС.

З урахуванням вищенаведеного, уточнення характеристик та визначення властивостей національної САРЧП ОЕС України, а саме її системної, станційної та агрегатної частин є важливою науково-технічною задачею. Вирішення цієї задачі потребує проведення відповідних натурних випробувань та математичного моделювання її роботи як в усталених, так і в динамічних режимах. Це і обумовлює необхідність створення комплексної моделі САРЧП ОЕС України, в якій враховані відповідні рівні керування.

Основна частина

З метою моделювання процесів регулювання частоти та активної потужності в роботі розвинуто існуючу модель САРЧП ОЕС України [4] в напрямку врахування системного, станційного та агрегатного рівнів керування, що дозволить провести дослідження її роботи при відпрацюванні сигналу позапланової складової активної потужності регулювальними станціями.

Дослідження роботи вітчизняної САРЧП виконано з використанням сучасного європейського програмного забезпечення [3] для моделі енергооб'єднання, до складу якого входять Єдина енергетична система (ЄЕС) Росії, ОЕС України та ОЕС Білорусі. В моделі ОЕС України враховані мережі 750-110 кВ, а також 197 генераторів з їх системами автоматичного регулювання (автоматичними регуляторами швидкості та автоматичними регуляторами збудження пропорційної або сильної дії), 700 авто- та трансформаторів, 690 ліній електропередачі. ЄЕС Росії враховано спрощеною моделлю, до складу якої входять ОЕС Центру та ОЕС Півдня; ОЕС Білорусі представлена магістральними мережами 330 кВ [4].

Структурну схему енергооб'єднання подано на рис. 1, де прийняті наступні позначення: ВП – вимірювач потужності; ЦКС АРЧП – центральна координуюча система автоматичного регулювання частоти та потужності ЄЕС Росії; ГРАП – груповий регулятор активної потужності регулювальної Дніпровської ГЕС-1; АРШ – автоматичний регулятор швидкості регулювального гідроагрегату (ГА); $P_{\text{пері}}$ – перетік активної потужності i -міждержавною лінією зв'язку; $f_{\text{ф}}$ – фактична частота; $P_{\text{пзпл}}^{\text{Укр}}$, $P_{\text{пзпл}}^{\text{Рос}}$ – позапланові складові

активної потужності, що формуються САРЧП та ЦКС АРЧП; $\Delta P_{г,zi}$ – задані уставки за активною потужністю від ГРАП ГЕС, що подаються на АРШ i -генератора, $i = 1, \dots, 6$; $\Delta P_{гi}$ – зміна потужності i -регулювального генератора, $i = 1, \dots, 6$.

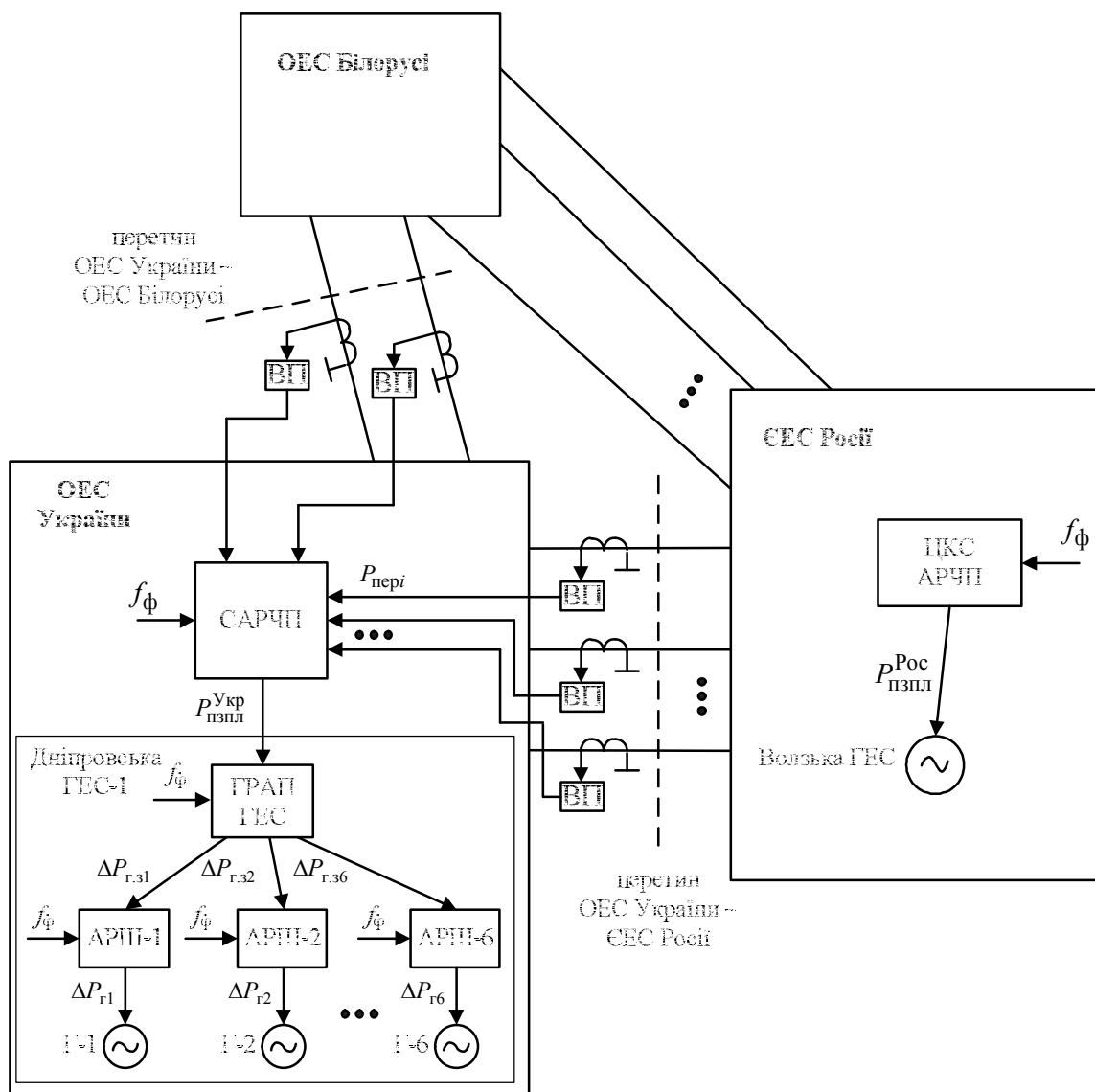


Рис. 1. Структурна схема моделі системи автоматичного регулювання частоти та потужності в енергооб'єднанні ЄС Росії, ОЕС України та ОЕС Білорусі.

ЦКС АРЧП ЄС Росії працює в режимі автоматичного регулювання частоти (критерій регулювання – $\Delta f = 0$) із залученням регулювальної Волзької ГЕС. В ОЕС Білорусі регулювання частоти здійснюється у «ручному» режимі. Модель САРЧП ОЕС України представлена системним, станційним та агрегатними рівнями керування (рис. 1).

Вхідними сигналами системної частини САРЧП, яка працює в режимі автоматичного регулювання перетоку з коригуванням за частотою, є фактична частота f_ϕ в ОЕС України та перетоки активної потужності $P_{\text{пері}}$ міждержавними лініями зв'язку з ЄС Росії та ОЕС Білорусі. На основі вхідних частоти та розрахункового сальдо перетоків $P_{\text{сд}} = \sum_i P_{\text{пері}}$ визначається помилка регулювання області ACE (area control error):

$$ACE = (P_{\text{сд}} - P_{\text{сд,зд}}) + K_\phi (f_\phi - f_{\text{зд}})$$

або

$$ACE = \Delta P_{\text{сд}} + K_\phi \Delta f,$$

де $P_{\text{сд,зд}}$ – задане сальдо перетоків активної потужності міждержавними лініями зв'язку;

$K_{\text{ч}}$ – коефіцієнт коригування перетоку за частотою;

$f_{\text{зд}}$ – задана частота;

$\Delta P_{\text{сд}}$ – відхилення поточного сальдо перетоків від заданого значення;

Δf – відхилення частоти від заданого значення.

Зазначимо, що при виникненні зовнішніх небалансів активної потужності (внаслідок різних знаків відхилень частоти та сальдо перетоків) величина ACE прямує до нуля і визначає відстроювання центрального регулятора від цих збурень [8, 9]. В той же час, при виникненні небалансів активної потужності в ОЕС України величина ACE визначає позапланову складову активної потужності $P_{\text{плл}}^{\text{Укр}}$, яка виробляється на виході центрального пропорційно-інтегрального регулятора [7, 9, 10]:

$$P_{\text{плл}}^{\text{Укр}} = K_P ACE + K_I \int_{t_1}^{t_2} ACE dt,$$

де K_P, K_I – коефіцієнти передачі пропорційної та інтегральної ланок центрального регулятора системної частини САРЧП; t_1, t_2 – межі інтегрування.

Станційний рівень САРЧП в моделі представлений ГРАП, позапланова складова активної потужності $P_{\text{плл}}^{\text{ст}}$ якого визначається наступним чином:

$$P_{\text{плл}}^{\text{ст}} = K_P^{\text{ГРАП}} \left(K_{\text{чк}} \Delta f + P_{\text{плл}}^{\text{Укр}} - \sum_{i=1}^6 \Delta P_{\text{гн}i} \right) + K_I^{\text{ГРАП}} \int_{t_1}^{t_2} \left(K_{\text{чк}} \Delta f + P_{\text{плл}}^{\text{Укр}} - \sum_{i=1}^6 \Delta P_{\text{гн}i} \right) dt,$$

де $K_P^{\text{ГРАП}}, K_I^{\text{ГРАП}}$ – коефіцієнти передачі пропорційної та інтегральної ланок ГРАП; $K_{\text{чк}}$ – коефіцієнт підсилення частотного коректора;

$\sum_{i=1}^6 \Delta P_{\text{гн}i}$ – зміна сумарної потужності гідротурбін, які беруть участь у вторинному регулюванні частоти;

t_1, t_2 – межі інтегрування.

Поділ позапланової складової активної потужності $P_{\text{плл}}^{\text{ст}}$ між регулювальними ГА здійснюється відповідно до їх коефіцієнтів часткової участі (КЧУ) у вторинному регулюванні частоти:

$$\Delta P_{\text{гн}i} = \alpha_i P_{\text{плл}}^{\text{ст}}, \quad i=1, \dots, 6,$$

при цьому повинна виконуватись умова

$$P_{\text{плл}}^{\text{ст}} = \sum_{i=1}^6 \Delta P_{\text{гн}i}, \quad i=1, \dots, 6,$$

де α_i – КЧУ i -регулювального агрегата у вторинному регулюванні частоти.

На агрегатному рівні САРЧП забезпечується відпрацювання заданої уставки активної потужності $\Delta P_{\text{гн}i}$ від ГРАП за допомогою АРШ шляхом дії на напрямний апарат гідротурбіни, що призводить до зміни потужності генераторів $\Delta P_{\text{гн}}$ з подальшим відновленням нормальної частоти та планових перетоків активної потужності.

З метою верифікації розробленої моделі дослідження роботи САРЧП ОЕС України виконано для випадку однакових (дослід А) та різних значень КЧУ (дослід Б) ГА Дніпровської ГЕС-1 у вторинному регулюванні частоти. У першому випадку значення КЧУ складають 0,167 в.о., у другому – $\alpha_1 = 0,2$; $\alpha_2 = 0,14$; $\alpha_3 = 0,2$; $\alpha_4 = 0,16$; $\alpha_5 = 0,18$; $\alpha_6 = 0,12$.

Результати моделювання роботи САРЧП в усталених режимах (УР): вихідного та по завершенню вторинного регулювання частоти подано в табл. 1.

Як видно з табл. 1, у досліді А потужність регулювальних ГА Дніпровської ГЕС-1 змінюється однаково, в той час як для досліді Б зміни потужності генерації цих ГА визначаються відповідними значеннями їх КЧУ. Так, частка першого ГА у вторинному

регулюванні складає $47,4/237,1=0,2$ в.о., що повністю узгоджується із заданим значенням КЧУ для цього агрегату.

Таблиця 1

Результати моделювання роботи САРЧП ОЕС України

Елемент	Параметри начального УР, МВт	Параметри УР після завершення вторинного регулювання частоти, МВт		Зміна активної потужності, МВт	
		Дослід А	Дослід Б	Дослід А	Дослід Б
Сальдо перетоків по перетинам ОЕС України з ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі	337,8	336,1	336	-1,7	-1,8
Сальдо перетоків по перетину ОЕС України – ЄЕС Росії	482,9	484	483,9	1,1	1
Сальдо перетоків по перетину ОЕС України – ОЕС Білорусі	-145,1	-147,9	-147,9	-2,8	-2,8
Регулювальна станція в ОЕС України					
Дніпровська ГЕС-1	164,7	401,7	401,8	237	237,1
Гідроагрегат № 1	18,3	57,8	65,7	39,5	47,4
-//- № 2	18,3	57,8	51,5	39,5	33,2
-//- № 3	18,3	57,8	65,7	39,5	47,4
-//- № 4	18,3	57,8	56,2	39,5	37,9
-//- № 5	18,3	57,8	61	39,5	42,7
-//- № 6	18,3	57,8	46,8	39,5	28,5
-//- № 7	18,3	18,3	18,3	0	0
-//- № 8	18,3	18,3	18,3	0	0
-//- № 9	18,3	18,3	18,3	0	0
Регулювальна станція в ЄЕС Росії					
Волзька ГЕС	1170	1165	1165	-5	-5

Результати моделювання САРЧП ОЕС України в динамічних режимах для дослідів Б наведені на рис. 2–5.

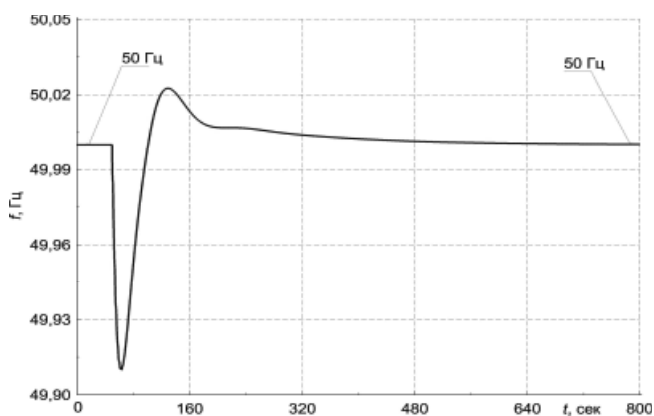


Рис. 2. Частота в ОЕС України.

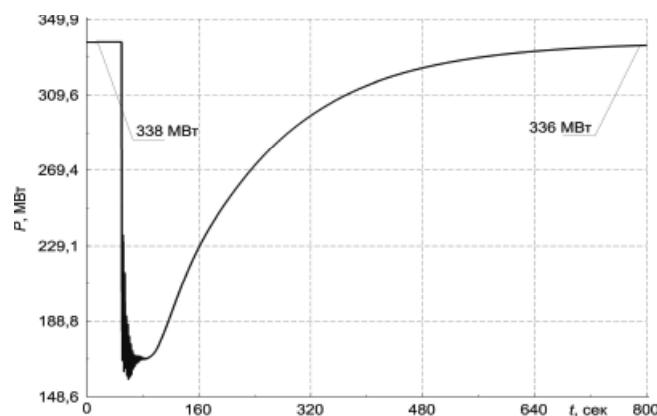


Рис. 3. Сальдо перетоків міждержавними перетинами ОЕС України з ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі.

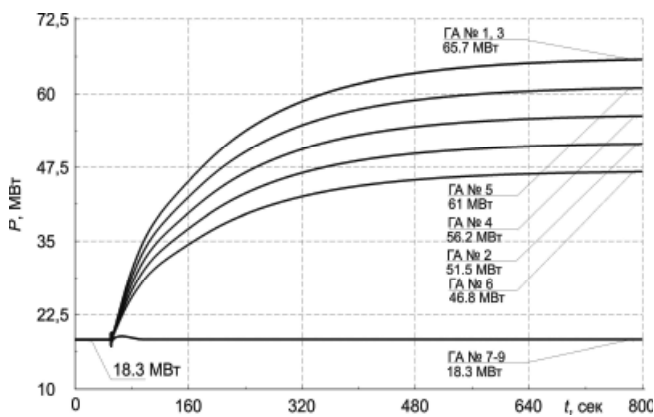


Рис. 4. Потужність генерації Дніпровської ГЕС-1.

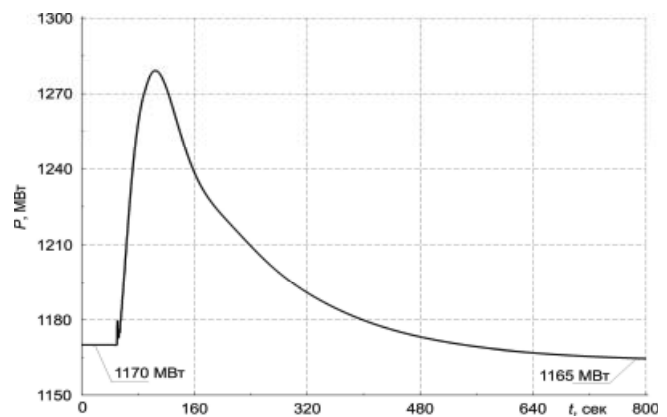


Рис. 5. Потужність генерації Волзької ГЕС.

Виникнення небалансу активної потужності в ОЕС України (відключення генератора на Криворізькій ТЕС) у момент часу $t = 50$ с призводить до порушення балансу активної потужності між генерацією та споживанням, і як наслідок – до появи відхилення частоти від номінального значення (рис. 2) та сальдо перетоків активної потужності від заданого значення (рис. 3). У первинному регулюванні частоти, яке здійснюється протягом 30 с, беруть участь регулювальні Дніпровська ГЕС-1 (рис. 4) та Волзька ГЕС (рис. 5), а також ті станції, на яких передбачені резерви потужності первинного регулювання. Це відповідає принципу первинного регулювання частоти, відповідно до якого всі ОЕС енергооб'єднання повинні «допомогти» тій ОЕС, в якій виникло збурення. У процесі вторинного регулювання на зміну частоти в енергооб'єднанні реагує ЦКС АРЧП ЄЕС Росії, яка виробляє керуючу дію на регулювальну Волзьку ГЕС з метою поновлення нормальної частоти в енергооб'єднанні. В той же час, на відхилення сальдо перетоків міждержавними лініями зв'язку ОЕС України з ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі реагує САРЧП ОЕС України, яка виробляє керуючу дію на регулювальну Дніпровську ГЕС-1. Як видно на рис. 4 та 5, по мірі збільшення потужності генерації ГА № 1-6 цієї станції (ГА № 7-9 беруть участь лише у первинному регулюванні частоти), Волзька ГЕС повертається до початкового навантаження. Таким чином, небаланс активної потужності, що виник в ОЕС України, покривається Дніпровською ГЕС-1, що повністю узгоджується з принципом вторинного регулювання частоти, відповідно до якого небаланс активної потужності повинна покрити лише та ОЕС, в якій він виник.

Висновок

Підводячи підсумки, зазначимо, що розширена модель САРЧП, в якій враховано всі рівні автоматичного регулювання, може бути використана як складова частина динамічної моделі ОЕС України. Це є особливо важливим при дослідженні взаємодії регулювальних теплових та гідралічних електростанцій у разі їх приєднання до САРЧП. Крім того, зі збільшенням частки електростанцій на ВДЕ в ОЕС України набуває актуальності задача щодо розробки методів, направлених на забезпечення участі цих станцій у автоматичному регулюванні частоти, яку доцільно розв'язувати з використанням розробленої моделі.

Необхідно відмітити, що в роботі досліджено процеси регулювання частоти та потужності для випадку пропорційного поділу позапланової складової активної потужності на станційному рівні керування САРЧП. В той же час, при уточненні алгоритмів роботи існуючих ГРАП та автоматичних регуляторів потужності регулювальних ГЕС та ТЕС динамічну модель САРЧП ОЕС України буде додатково розширено в частині створення відповідних моделей цих систем автоматичного регулювання.

Список использованной литературы

1. Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance. – Режим доступа: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20final.pdf.
2. Policy 1: Policy 1: Load-Frequency Control and Performance. –Режим доступа: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf.

3. Power systems analysis software DIgSILENT PowerFactory. – Режим доступа: http://www.digsilent.de/Software/DIgSILENT_PowerFactory/PFv14_Software.pdf.
4. Кириленко А. В. Комплексное моделирование системы автоматического регулирования частоты и мощности в динамических режимах работы ОЭС Украины / А. В. Кириленко, В. В. Павловский, А. О. Стелюк, Л. Н. Лукьяненко // Техническая электродинамика. – 2012. – № 6. – С. 44–50.
5. Обновление энергетической стратегии Украины на период 2030 г. – Режим доступа: http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=222035.
6. Основные требования к регулированию частоты и мощности в ОЭС Украины. – Режим доступа: ukrenergo.energy.gov.ua
7. Стелюк А. О. Усовершенствование модели системы автоматического регулирования частоты и мощности в ОЭС Украины / А. О. Стелюк // Энергетика и электрификация. – 2012. – № 7. – С. 50–55.
8. Фотин Л. П. К определению научно-технических проблем и программных задач повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка / Л.П. Фотин // Электрические станции. – 2002. – № 4. – С. 20–35.
9. Яндульский А. С., Стелюк А. О., Лукаш Н.П. Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности в энергосистемах. – К.: НТУУ «КПИ», 2010. – 88 с.
10. Яндульский А. С. Моделирование системы автоматического регулирования частоты и активной мощности в динамических режимах / А. С. Яндульский, А. О. Стелюк, Н. П. Лукаш // Энергетика и электрификация. – 2012. – № 7. – С. 42–48.

References:

1. “Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance”, available at: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20_final.pdf.
2. “Policy 1: Load-Frequency Control and Performance”, available at: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf.
3. “Power systems analysis software DIgSILENT PowerFactory”, available at: http://www.digsilent.de/Software/DIgSILENT_PowerFactory/PFv14_Software.pdf.
4. Kirilenko, A.V., Pavlovsky, V.V., Steliuk, A.O., Lukianenko, L.N. (2012), Detailed modelling of automatic generation control considering dynamical operation of IPS of Ukraine [Kompleksnoe modelirovanie sistemy avtomaticheskogo regulirovaniya chastoty i moshchnosti v dinamicheskikh rezhymakh raboty OES Ukrainy], *Technical electrodynamics*, no. 6, P. 44–50.
5. “Upgrading of Energy strategy of Ukraine for the period until 2030” [“Obnovlenie energeticheskoy strategii Ukrainy na period do 2030 goda”], available at: http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=222035.
6. “Basic requirements of frequency and active power control in IPS of Ukraine” [“Osnovnye trebovaniya k regulirovaniyu chastoty i moshchnosti v OES Ukrainy”], available at: ukrenergo.energy.gov.ua.
7. Steliuk, A.O. (2012), Improvement of the automatic generation control model in IPS of Ukraine [Usovershenstvovanie modeli sistemy avtomaticheskogo regulirovaniya chastoty i moshchnosti v OES Ukrainy], *Energetics and electrification*, no. 7, P. 50–55.
8. Fotin, L.P. (2002), Identification of the scientific and technical problems and program tasks of improving of frequency and active power control effectiveness in UPS of Russia considering competitive market [K opredeleniyu nauchno-tekhnicheskikh problem i programmnykh zadach povysheniya effektivnosti regulirovaniya chastoty i moshchnosti v EES Rosii v usloviyakh konkurentnogo rynka], *Power plants*, no. 4, P. 20–35.
9. Yandulskyi, O. S., Steliuk, A. O., Lukash, N. P. (2010), *Frequency and active power automatic control in power systems* [Avtomaticheskoe regulirovanie chastoty i moshchnosti v energosistemakh], NTUU “KPI”, Kiev, 88 p.
10. Yandulskyi, O. S., Steliuk, A. O., Lukash, N. P. (2010), Automatic generation control simulation in transients [Modelirovanie sistemy avtomaticheskogo regulirovaniya chastoty i aktivnoy moshchnosti v dinamicheskikh rezhimakh], *Energetics and electrification*, no. 7, P. 42–48.

Поступила в редакцию 20.07 2014 г.